

0- 772636

На правах рукописи
УДК 622.276.031:532.5



Амерханов Марат Инкилапович

**ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ РАЗРАБОТКИ С
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ**

Специальность 25.00.17 – "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Бугульма – 2008

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте (ТатНИПИнефть) открытого акционерного общества "Татнефть"

Научный руководитель доктор технических наук, академик АН РТ
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты: доктор технических наук
Фазлыев Рабис Тимерханович

кандидат технических наук
Янгуразова Зумара Ахметовна

Ведущая организация: ООО "Башнефть-Геопроект" (г. Уфа)

Защита диссертации состоится 27 ноября 2008 г. в 16⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д.222.018.01. в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джагиля, д.32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти

Автореферат разослан 25 октября 2008 г.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000510516

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук

Львова И.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и постановка задачи. Большинство крупных месторождений Республики Татарстан (РТ) вступили в позднюю стадию разработки. Из нефтяных месторождений Татарстана уже добыто более 3 млрд. т нефти. Из года в год повышается доля трудноизвлекаемых и снижается доля активных запасов нефти. В Татарстане отобрано более 93% активных извлекаемых запасов и 45,4% трудноизвлекаемых. К трудноизвлекаемым запасам нефти относятся запасы в тех залежах, которые разрабатываются низкими темпами отбора нефти при естественном режиме и традиционных методах заводнения.

Часть трудноизвлекаемых запасов сосредоточена в залежах вязких и сверхвязких нефтей (СВН) и битумов, а также в карбонатных и низкопроницаемых терригенных коллекторах.

Большинство залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы, имеют сложное геологическое строение, которое в значительной мере осложняет разработку таких объектов, а также наличие осложнений, характеризующихся различными геолого-физическими факторами. К числу таких факторов относятся сильная геолого-литологическая расчлененность коллекторов, многопластовость продуктивных горизонтов, малая нефтенасыщенная толщина, низкая проницаемость коллекторов, повышенная вязкость нефтей.

Разработка трудноизвлекаемых запасов характеризуется низкими коэффициентами нефтеизвлечения (КИН). Так, для залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах КИН иногда не превышает 15%, для залежей СВН при заводнении – 8-10%, при циклическом воздействии паром – 25%.

Для повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов в последнее время все чаще применяют горизонтальные скважины. Так, для карбонатных и терригенных коллекторов это система горизонтальных или многозбойных скважин в сочетании с заводнением, для залежей СВН -- система парных горизонтальных скважин (ГС), пробуренных одна над другой, реализующих технологию парогравитационного воздействия.

В то же время применение горизонтальных скважин для выработки трудноизвлекаемых запасов сталкивается с рядом проблем, требующих решения. При разработке карбонатных и терригенных коллекторов основная проблема заключается в выборе оптимальных параметров ГС для реализации

в различных геолого-физических условиях. При разработке залежей СВН с использованием ГС встает проблема определения оптимальных технологических параметров и режимов работы скважин.

Таким образом, повышение эффективности разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов с использованием ГС является актуальной научно-технической проблемой.

Целью диссертационной работы является исследование условий применения горизонтальных скважин на объектах трудноизвлекаемых запасов для повышения эффективности их разработки.

В соответствии с целью в ходе исследований решались следующие **основные задачи**:

1. Для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами карбонатных и терригенных коллекторов:

- анализ и обобщение результатов применения горизонтальных скважин при выработке трудноизвлекаемых запасов;
- исследование основных технических и технологических параметров, влияющих на эффективность работы горизонтальных скважин;
- адаптация параметров для математического моделирования и определения условий эффективного применения горизонтальных скважин.

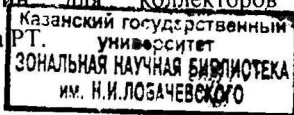
2. Для месторождений СВН:

- разработка новых технологических решений для эффективного применения процесса парогравитационного воздействия на пласт с помощью двухустевых горизонтальных скважин.

Методика исследований. Решение поставленных задач основывалось на анализе и обобщении геолого-промыслового материала по объектам турнейского, уфимского яруса и бобриковского горизонта РТ с использованием статистических методов обработки исходных данных, а также путем проведения лабораторных и промысловых исследований.

Научная новизна.

1. Получены статистически значимые зависимости основных геолого-технических параметров, влияющих на эффективность работы горизонтальных скважин для коллекторов турнейского яруса и бобриковского горизонта РТ.



2. Для определения эффективных параметров работы горизонтальных скважин, вырабатывающих запасы уфимского яруса РТ, установлена зависимость дебита горизонтальных скважин от средней температуры по стволу скважины и минерализации добываемой жидкости.

3. Установлена функция взаимосвязи содержания иона $[\text{HCO}_3^-]$ от средней температуры по стволу добывающей горизонтальной скважины для прогноза ее изменения при осуществлении парогравитационного воздействия на пласт.

Основные защищаемые положения:

1. Статистические модели зависимости дебита горизонтальной скважины от ее геолого-технических параметров.

2. Методика оценки потенциального дебита горизонтальных скважин, основанная на применении нейросетевой системы искусственного интеллекта.

3. Методика управления технологией парогравитационного воздействия на пласт с помощью двухустьевых горизонтальных скважин.

Практическая значимость работы. В ходе научных исследований определены оптимальные условия применения ГС в карбонатных и терригенных коллекторах месторождений РТ. Получены прогнозные зависимости для оценки параметров ГС при применении в условиях карбонатных и терригенных коллекторов, которые использовались при составлении технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти "Анализ остаточных запасов и выработка рекомендаций по повышению конечной нефтеотдачи Сабанчинского месторождения"

Разработана методика выработки залежи СВН с помощью двухустьевых ГС с использованием технологии парогравитационного воздействия на пласт и получены оптимальные параметры работы ГС для условий уфимского яруса месторождений СВН РТ.

Методика управления процессом парогравитационного воздействия на пласт с помощью двухустьевых ГС успешно применяется при осуществлении опытно-промышленных работ на скважинах №230, 231, 232, 233 Ашальчинского месторождения, добыто более 17000 т нефти. Разработан руководящий документ "Инструкция по безопасному проведению опытно-промышленных работ по добыче битумной нефти с применением паротеплового воздействия на пласт" РД-159-39.0-459-06.

По основным результатам диссертационной работы получены два патента РФ на изобретения.

Апробация работы. Результаты работы докладывались и обсуждались:

- научно-практической конференции VI международной специализированной выставки "Нефть, газ – 99 "Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений", г. Казань, 1999;

- семинаре главных инженеров и специалистов ОАО "Татнефть" по вопросам реструктуризации энергетического комплекса ОАО "Татнефть", Альметьевск, 2007 г.;

- 5-ой Международной практической конференции "Механизированная добыча 2008", г. Москва, 2008 г.;

- совещании специалистов ОАО "Татнефть" по вопросу "Разработка высоковязких нефтей и природных битумов", г. Нурлат, 2008 г.;

- Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов», г. Казань, 2008 г.

Публикации. Основные положения диссертационной работы отражены в 7 публикациях, в т.ч. в 2 статьях из списка научных журналов, рекомендованных ВАК РФ, двух патентах на изобретения.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из 4 глав, введения и заключения, библиографического списка из 139 наименований и содержит 138 страниц машинописного текста, 65 рисунков и 34 таблицы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дается обзор актуальных научно-технических проблем, связанных с использованием ГС при выработке трудноизвлекаемых запасов, указывается цель диссертационной работы, научная новизна, ее практическая значимость.

В главе I обобщен опыт применения ГС при разработке трудноизвлекаемых запасов терригенных и карбонатных коллекторов, сверхвязких нефтей и битумов.

Наиболее перспективными на сегодняшний день являются тепловые методы извлечения СВН и битумов. Основы их применения были заложены такими учеными, как И.М. Губкин, Л.И. Рубинштейн, И.А. Чарный,

Э.Б.Чекалюк, А.Б. Шейнман, Ж. Бурже, Ю.П. Желтов, Г.Е. Малофеев и др. Большой вклад в развитие и совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей и битумов внесли И.Д. Амелин, Р.Ш. Абдулхаиров, А.А. Боксерман, А.Б. Золотухин, Р.Р. Ибатуллин, В.И. Кудинов, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Л. Раковский, З.А. Янгуразова и др.

В трудах Р.М. Батлера он показано, что применение ГС для закачки пара в пласт позволит увеличить площадь контакта теплоносителя по стволу скважины с окружающей ее породой, таким образом, нагретый битум или СВН становятся подвижными и могут отбираться как в гравитационном, так и в напорном режимах. Работы по развитию этой технологии продолжали такие ученые, как П. Янг, Н.Р. Эдмундс, С.Д. Гиттингс, Т.С. Онг и др. Совершенствование подходов по повышению эффективности применения ГС для месторождений СВН исследовали Р.Ш. Абдулхаиров, К.С. Басниев, Р.Р. Ибатуллин, А.Н. Чекалин, З.А. Янгуразова и др.

Авторами предлагались различные подходы к повышению эффективности работы ГС при разработке залежей СВН: от оригинальных конструкций ГС до технологий их добычи. Однако многие из этих предложений не были реализованы на практике в силу различных причин. Некоторые технологические подходы были сложны в реализации.

В комплексной технологии разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами карбонатных и терригенных коллекторов, содержащих вязкие нефти, значительное место занимают бурение и эксплуатация горизонтальных и многозбойных скважин. Появление ряда пакетов прикладных программ (VIP фирмы "Лэндмарк", Roxar, Eclipse, CMG Stars) поставило проектирование ГС на совершенно новый уровень. При построении гидродинамической модели с ГС необходимо использовать различные параметры для адаптации модели, такие, например, как продуктивность, дебиты по нефти и воде и т.д. Для их оценки необходима разработка методики, которая позволила бы с достаточной достоверностью оценить эти параметры в зависимости от различных геолого-физических и технологических параметров.

Двухфазной фильтрации воды и нефти и расчету дебита жидкости в ГС посвятили исследования С.Д. Джоши, Е.И. Богомольный, Т.И. Головина, Н.В. Зубов, Б.М. Сучков, В.А. Савельев и др.

Теоретические основы проектирования систем разработки нефтяных месторождений наклонными, горизонтальными и многозабойными скважинами изложены в работах Ю.П. Борисова, Волкова Ю.В., В.А. Иктисанова, В.И. Кудинова, Р.Х. Муслимова, Б.М. Сучкова, В.П. Пилатовского, И.Б. Розенберга, В.П. Табакова, Р.Т. Фазлыева, И.Н. Хакимзянова и др.

Эффективное применение ГС определяется авторами в весьма широком выборе начальных параметров – от экономических расчетов до конструкции скважин. Однако многие теоретические зависимости в силу сложности строения природных объектов не дают удовлетворительной точности прогнозного результата. Поэтому в работе предложено использовать статистические методы адаптации, основанные на широком опыте применения ГС в ОАО "Татнефть".

На основе проведенного анализа и обобщения опыта применения ГС сформулированы задачи исследований диссертационной работы.

Глава 2 посвящена вопросам анализа влияния различных технических и технологических параметров по фактическим данным НГДУ ""Нурлатнефть", "Азнакаевскнефть", "Бавлынефть" на процесс отбора нефти из ГС, вскрывших залежи турнейского яруса и бобриковского горизонта.

В работе проанализировано влияние таких параметров, как протяженность, форма и направление горизонтального участка скважины, технологии бурения и вскрытия продуктивной части пласта, конструкции фильтра диаметра ствола, технологий ОПЗ на эффективность работы ГС.

Анализ показал, что низкопроницаемые коллектора мало подвержены воздействию различных технологий вскрытия, средний дебит ГС несколько выше при применении растворов ПАВ и полиакриламида (ПАА) (см рис. 1). Диаметр пробуренного ствола практически не влияет на дебиты ГС, притом, что дебиты некоторых ГС малого диаметра достигают 50-60 т/сут (см. рис. 2).

Проанализированы различные технологии вскрытия и заканчивания ГС. Дорогостоящие и высококачественные буровые растворы, технологии ОПЗ, очистка пласта при освоении свабированием, применяемые СП "Татех", позволяли лишь повысить технико-экономические параметры строительства скважин, но не сказались решающим образом на продуктивности.

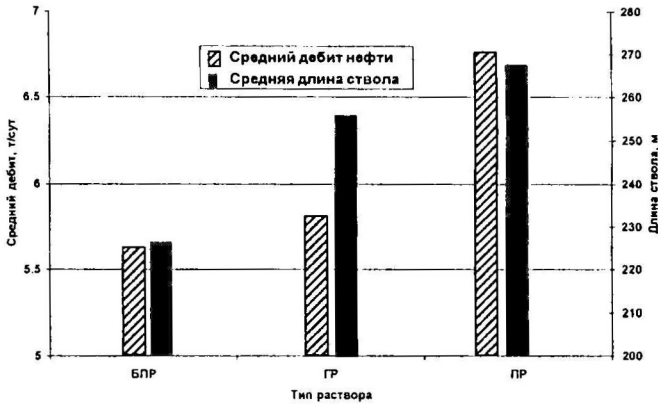


Рис. 1 Анализ влияния типа раствора на дебит ГС

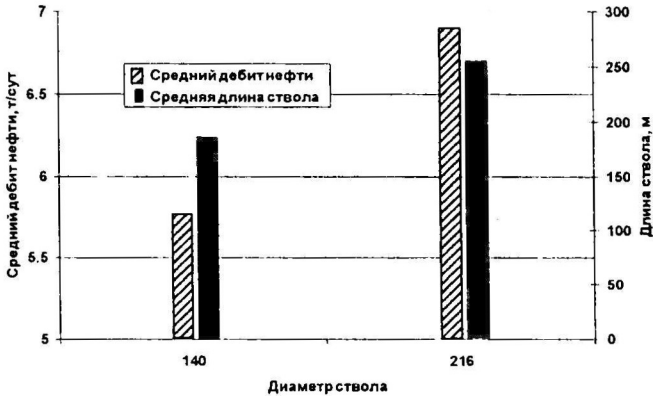


Рис. 2 Анализ влияния диаметра ствола на дебит ГС

Из технологий ОПЗ наиболее эффективными оказались обработки в динамическом режиме с импульсным воздействием (КИВ), а также направленные кислотные обработки с отклонением кислотного состава в неработающие интервалы пласта (см. рис. 3).

Анализ влияния протяженности ГС показал, что наибольший дебит турнейских ГС достигается при длине ствола до 200-250 м, терригенных – до 100-150 м. Дальнейшее увеличение длины не приводит к значительному приросту дебита (см. рис. 4, 5).

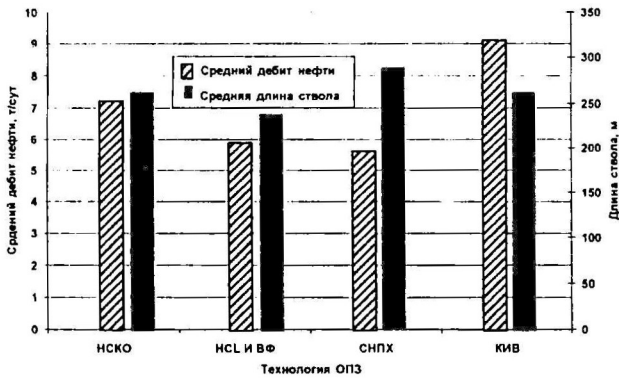


Рис. 3 Анализ влияния технологии ОПЗ на дебит ГС

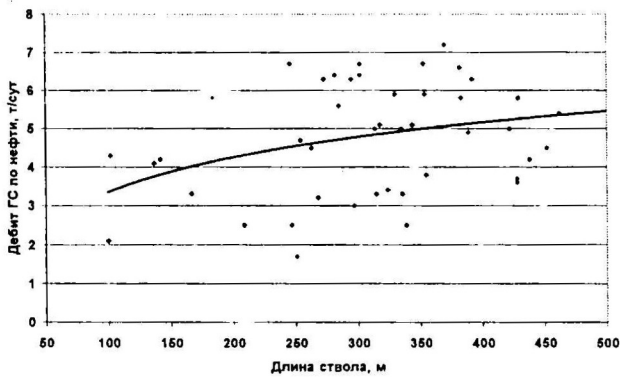


Рис. 4 Анализ влияния длины ствола на дебит ГС по нефти (турнейский ярус)

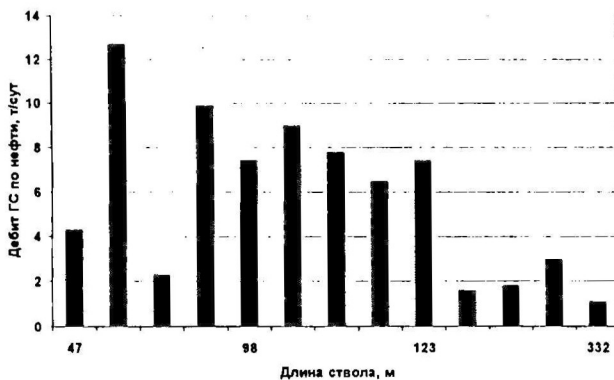


Рис. 5 Анализ влияния длины ствола на дебит ГС по нефти (бобриковский горизонт)

В близких горно-геологических условиях в ВНЗ протяженные стволы повышают эффективность разработки за счет более низкого темпа обводнения.

Таким образом, в результате проведенного анализа определены параметры, влияющие на дебит ГС, а также установлены оптимальные типы и значения этих параметров.

Глава 3 посвящена разработке моделей для расчета технологических показателей работы ГС.

В работе созданы статистические модели расчета потенциального дебита ГС по нефти для терригенных коллекторов, содержащих вязкие нефти и карбонатных коллекторов.

Для расчета притока к ГС, вскрывшим терригенный коллектор, проведен многофакторный анализ и построена корреляционная матрица по следующим показателям: длина ствола ГС, величины пористости, нефтенасыщенности, глинистости, проницаемости, депрессия на пласт.

В результате проведенного анализа установлена явная статистическая зависимость дебита ГС по нефти от длины горизонтального ствола ГС (L , м), величин нефтенасыщенности (S_n , ед.), пористости (m , ед.), а также депрессии на пласт (ΔP , МПа) для условий бобриковского горизонта:

$$Q_{гс} = 0,8 + 0,03 \cdot L + 0,32 \cdot S_n + 9,8 \cdot m + 0,68 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

при изменении переменных для этой модели в следующих пределах: $50 < L < 150$; $0,5 < S_n < 0,85$; $0,05 < m < 0,25$; $0,1 < \Delta P < 5$.

Статистическая модель с вошедшими в нее переменными согласуется с моделями пласта, полученными теоретическими расчетами.

Для разработки статистической модели притока жидкости к ГС, вскрывшим карбонатный коллектор, была построена корреляционная матрица, состоящая из 12 переменных. Анализ результатов расчетов показал, что зависимость дебита от длины ГС имеет высокую степень корреляции и может быть представлена логарифмической зависимостью. Также установлено, что для карбонатных коллекторов дебит ГС по нефти пропорционален величинам нефтенасыщенности и проницаемости. Статистическая зависимость в данном случае имеет и физический смысл: высокие фильтрационные характеристики продуктивного пласта положительно влияют на начальный дебит скважины и безводный период

эксплуатации, к тому же для карбонатных коллекторов величина проницаемости имеет большее влияние, чем средняя величина пористости.

В работе использована пошаговая множественная регрессия с последовательным увеличением и последовательным уменьшением группы независимых переменных для минимизации количества независимых переменных, входящих в исследуемую модель. Установлена зависимость дебита ГС по нефти от величин проницаемости (k, D), нефтенасыщенности (S_n , ед.), длины ГС ($L, м$) и депрессии на пласт ($\Delta P, МПа$).

Сводка результатов расчета пошаговой множественной регрессии представлена на рисунке 6.

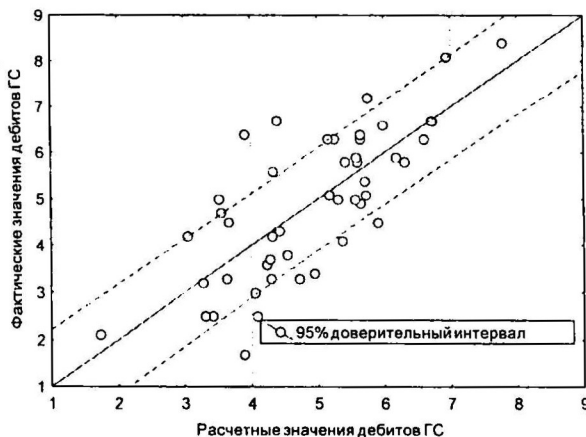


Рис. 6 Доверительный интервал 95%, построенный для регрессионного уравнения

Данная множественная регрессионная модель обладает коэффициентом корреляции 79,1%, к тому же высок коэффициент детерминации, скорректированный с учетом степеней свободы (51,7%), стандартная ошибка составляет 1,24:

$$Q_{гс} = 15,6 \cdot k + 8,2 \cdot S_n + 1,8 \cdot \ln(L) + 0,24 \cdot \Delta P - 11,9, \quad (2)$$

при изменении переменных для этой модели в следующих пределах: $100 < L < 500$; $0,006 < k < 0,01$; $0,5 < S_n < 0,9$; $0,2 > \Delta P > 7$.

Повышение эффективности и точности способа оценки дебита ГС возможно за счет расширения выбора исходных фактических параметров пласта и скважины, выявления основных критериев, влияющих на потенциальный дебит.

Для расчета притока нефти к ГС в данной работе разработана методика использования системы нейроанализа. Программные средства основаны на нейронной сети Neuro Shell фирмы Ward Systems Group, Inc. Для осуществления этого способа оценки дебита ГС определены такие параметры, как нефтенасыщенность пласта, расстояние от ГС до водонефтяного контакта (ВНК) пласта, длина горизонтального ствола скважины, а также тип и плотность растворов вскрытия пласта и технология освоения скважины. Эти исходные фактические данные использовались для обучения нейросетевой системы искусственного интеллекта. Увеличение точности оценки дебита достигалось благодаря выбору генетического алгоритма архитектуры нейросетевой системы.

Методика включала:

- построение обучающих выборок из исходных фактических данных;
- выявление основных критериев, в наибольшей степени влияющих на потенциальный дебит ГС по нефти;
- обучение нейросетевой системы;
- расчет потенциального дебита нефти ГС.

Таким образом, разработанный способ оценки потенциального дебита ГС по нефти с помощью системы нейросетевого анализа на базе полученных зависимостей обладает высокой эффективностью и точностью (от 80 до 99% от фактического дебита) и может быть использован при составлении проектов разработки нефтяных месторождений.

Способ, положенный в основу методики, защищен патентом РФ №2300632.

В главе 4 рассмотрен вопрос применения ГС для выработки залежей СВН.

Приведены результаты промысловых испытаний режимов эксплуатации двухствевых ГС на Ашальчинском месторождении СВН. Первые две пары ГС (№230, 231, 232, 233) пересекают центральную часть залежи в зоне максимальных толщин (рис. 7). Краткая геолого-физическая характеристика продуктивного пласта приведена в таблице 1.

принятия решений по изменению режима работы пары ГС.

В работе проанализированы основные режимы работы скважин. Уникальность пробуренных на опытном участке скважин с выходом на поверхность заключалась в возможности регулирования режимов их работы в широких пределах.

Разработана методика управления процессом парогравитационного воздействия с помощью двухустьевых ГС.

Основной задачей, решаемой в работе, является обеспечение создания паровой камеры и равномерного прогрева межскважинной зоны, недопущение прорыва пара в добывающую скважину из паронагнетательной, получение максимального дебита СВН при оптимальных величинах паронефтяного отношения.

Предложено осуществлять регулирование процесса парогравитационного воздействия на основе анализа технологических параметров работы скважин, температуры по длине ствола ГС и состава проб скважинной жидкости.

Для создания методики управления технологией выработки запасов СВН необходимо было выяснить влияние основных параметров работы ГС на эффективность ее работы. Для двухустьевых ГС разработано девять основных режимов эксплуатации (см. рис. 8). Оценка параметров имеющихся закономерностей производилась на основе методов статистического анализа. В качестве основного зависимого параметра обоснован выбор температуры на устьях и по стволу ГС. Это обусловлено тем, что дебит ГС увеличивается с уменьшением вязкости, а проведенные нами лабораторные исследования показали, что увеличение температуры сверхвязкой нефти с 8 до 20 °С ведет к уменьшению вязкости на 30%.

В результате проведения многофакторного анализа в работе построена корреляционная матрица по девяти основным влияющим факторам: добыча жидкости, обводненность, давление межтрубное, буферное, на приеме насоса, объем закачки пара, давление закачки пара, температура пара на устье скважины, средняя температура по стволу паронагнетательной скважины. Объем выборки представлял 240 точек. Установлены статистически значимые зависимости температуры на устье и средней по стволу ГС от величины отбора жидкости и закачки пара. Теоретические

результаты коррелируют с промысловыми данными по эксплуатации скважин №230, 231.

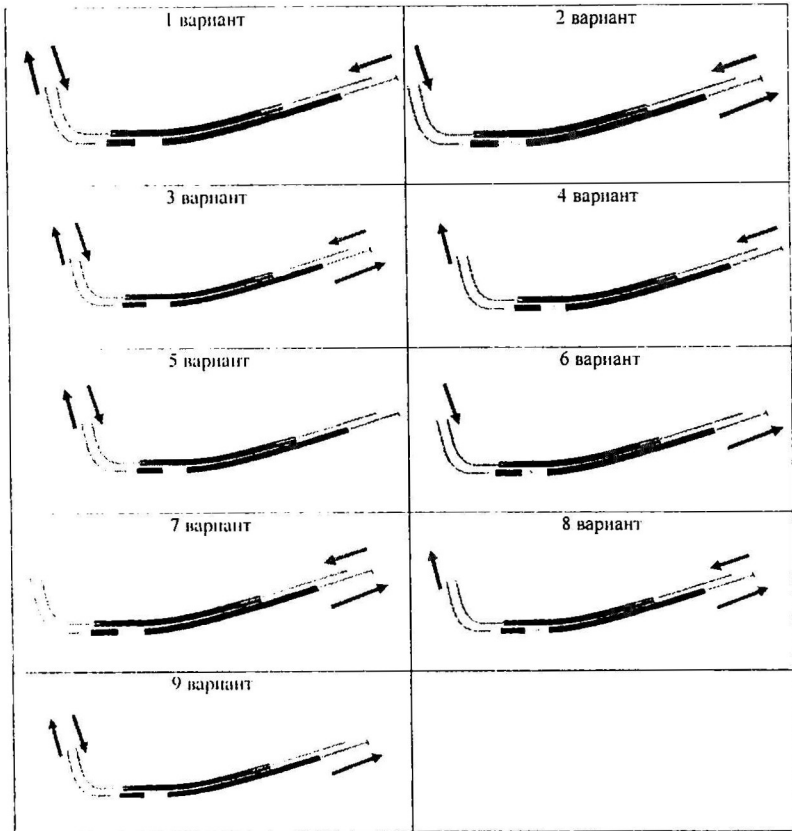


Рис. 8 Проанализированные возможные режимы эксплуатации двухустевых ГС

Предложенная методика, согласно полученным зависимостям, основана на анализе устьевых температур и термограмм, полученных с помощью оптоволоконного кабеля, позволяющего регистрировать температуру по всей длине ГС. Они характеризуют состояние прогрева паровой камеры, расположенной над горизонтальной частью скважины. Далее данные, полученные по устьевым температурам и термограммам, анализируются на равномерность прогрева межскважинной зоны и на наличие температурных пиков.

Для уточнения технологических параметров ГС в работе предложено использовать результаты анализа минерализации и состава добываемой жидкости.

Установлено, что дебит по нефти значимо коррелирует с температурой на устье скважины и общей минерализацией добываемой воды. Причем дебит пропорционален температуре добываемой жидкости ($T, ^\circ\text{C}$) и обратно пропорционален величине минерализации ($M, \text{г/л}$):

$$Q_{\text{ГС}} = 0,21 \cdot T - 1,38 \cdot M - 4,33.$$

Коэффициент корреляции модели составляет 79%. Стандартная ошибка равна 2,6 и ее величину можно использовать в задании границ предсказания для новых наблюдений.

На основе полученных зависимостей в работе разработана методика определения эффективных условий работы двухустьевых ГС для выработки запасов СВН, которая основывается на анализе как динамики изменения температуры по стволу скважины, так и состава и минерализации воды из обоих устьев добывающей скважины. Методика заключается в следующем.

1. Анализируются изменения температур по стволу ГС. В случае выявления на термограмме неравномерности прогрева межскважинной зоны (температура в какой-то зоне заметно ниже, чем в других) появления острых пиков или изменением температур по устьям ГС, принимается решение о смене направления фильтрации (режимов закачки теплоносителя и отбора продукции) для осуществления равномерного прогрева паровой камеры.

2. С каждого устья добывающей ГС производится отбор и анализ продукции. В отбираемой продукции кроме СВН и сконденсированной воды присутствует попутно отбираемая пластовая вода с высокой минерализацией. Минерализация пластовой воды при смешении с конденсатом снижается. При постоянстве закачки и отбора устанавливается равновесное соотношение между количеством добытой высоковязкой нефти и минерализацией попутно отбираемой воды. При этом можно устанавливать соотношения объемов добытой воды и конденсата и степень равномерности прогрева межскважинной зоны, используя эти данные для регулирования режимов отбора жидкости и закачки пара по устьям скважин.

3. Объем закачки теплоносителя через устья нагнетательной скважины и/или отбор продукции через устья добывающей скважины увеличивается

и/или уменьшается до установления равновесной минерализации добываемой продукции, наблюдавшейся до изменения температуры.

Общие принципы регулирования режимов работы двухустьевых ГС представлены в таблице 2, где T – устьевая температура ГС, V_d – объем лобовичи жидкости, V_z – объем закачки пара, \uparrow – увеличение, \downarrow – уменьшение.

Таблица 2

Общие принципы регулирования режимов работы двухустьевых ГС при отборе жидкости и закачке пара в оба устья ГС на примере скважин

№230,231

Событие		Действия			
		добывающая скважина		нагнетательная скважина	
1 устье	2 устье	1 устье	2 устье	1 устье	2 устье
$T \uparrow$		$V_d \downarrow$		$V_z \downarrow$	
	$T \uparrow$		$V_d \downarrow$		$V_z \downarrow$
$T \uparrow$	$T \uparrow$	$V_d \downarrow$	$V_d \downarrow$	$V_z \downarrow$	$V_z \downarrow$
$T \downarrow$		$V_d \downarrow$		$V_z \uparrow$	
	$T \downarrow$		$V_d \uparrow$		$V_z \uparrow$
$T \downarrow$	$T \downarrow$	$V_d \uparrow$	$V_d \uparrow$	$V_z \uparrow$	$V_z \uparrow$
$T \uparrow$	$T \downarrow$	$V_d \downarrow$	$V_d \uparrow$	$V_z \downarrow$	$V_z \uparrow$
$T \downarrow$	$T \uparrow$	$V_d \uparrow$	$V_d \downarrow$	$V_z \uparrow$	$V_z \downarrow$

На основе разработанных методических рекомендаций за период работы пары скважин с июня 2006 по сентябрь 2008 года опробовано шесть основных вариантов режимов эксплуатации. Основные режимы работы и характеристика параметров работы пар ГС при смене фильтрационных потоков приведены в таблице 3.

В результате реализации методики получена возможность равномерной выработки запасов СВН с использованием двухустьевых ГС с установлением оптимальных режимов их работы и рентабельным паронефтяным отношением.

Способ, положенный в основу методики, защищен патентом РФ /6/.

Важной задачей при определении условий эффективного применения ГС для добычи СВН является прогноз изменения средней температуры по стволу скважины.

Установлено, что средняя температура по стволу ГС пропорциональна содержанию иона $[HCO_3^-]$, причем зависимость обратная.

Варианты регулирования режимов работы пары ГС на примере скважины
№ 232, 233

Параметр		Варианты эксплуатации (см. рис. 8)					
		1	2	3	5	6	9
Закачка пара, т/сут	верт. устье	32	35	20	39	39	37
	наклон. устье	33	31	35	0	0	0
Добыча жидкости, м ³ /сут	верт. устье	112	0	40,2	90	0	19
	наклон. устье	0	24	65	0	55	37
Минерализация, г/л	верт. устье	4,8	0	5,5	4,6	0	3,7
	наклон. устье	0	4	2,8	0	4,2	3,3
Температура на устье, °С	верт. устье	23	40	34	58	10	33
	наклон. устье	73	73	108	0	62	80
Дебит сверхвязкой нефти, т		3	3,4	17	7	2,4	7

Пластовая вода Ашальчинского месторождения имеет гидрокарбонатно-натриевый тип. При нагревании NaHCO_3 разлагается с выделением CO_2 . Анализ процесса выделения газа из межтрубного пространства скважины Ашальчинского месторождения показал, что двуокись углерода составляет до 70-80% объемной доли и с увеличением температуры содержание иона $[\text{HCO}_3^-]$ уменьшается.

Уменьшение удельного содержания иона $[\text{HCO}_3^-]$ связано с разбавлением пластовой воды конденсатом, образующимся на стенках паровой камеры при конденсации пара и стекающего под действием гравитационных сил в нижний ствол ГС вместе с СВН, а также со степенью диссоциации иона.

В результате исследования модели множественной регрессии получена зависимость изменения средней температуры по стволу ГС (T , °С) за заданный промежуток времени в зависимости от содержания иона $[\text{HCO}_3^-]$, г/л:

$$T = A - B \cdot \ln(C_{\text{HCO}_3^-} + 1).$$

Для суточного прогноза получены следующие коэффициенты: $A=145$, $B=37$.

В качестве примера практической реализации метода контроля и управления процессом парогравитационного воздействия с помощью

двухустевых ГС в работе приводится опыт использования методики для регулирования работы первой пары скважин № 232, 233.

На рисунке 9 представлена термограмма следующего режима работы: закачка пара с обоих устьев, добыча жидкости с вертикального устья. Анализ работы ГС показал, что режим ведет к образованию пики температур в районе фильтра, общая минерализация составляет 4,6 г/л (см. рис. 9) при фоновом значении 5,88 г/л, из этого следует, что добывается преимущественно пластовая вода и существует ее подток к вертикальному устью. Дебит СВН составляет 2-3 т/сут.

Для увеличения равномерности прогрева ствола скважины и исключения влияния пластовой воды со стороны вертикального устья режим модифицирован: предложено перемещение отбора жидкости на противоположное, наклонное устье. Объем добычи корректировался по замерам минерализации флюида и контролю распределения температуры по стволу скважины с помощью оптико-волоконного кабеля. Анализ эксплуатации ГС показал, что этот режим привел к выравниванию прогрева по длине ствола скважины и снижению минерализации (см. рис. 10), в результате чего дебит СВН вырос до 6 т/сут.

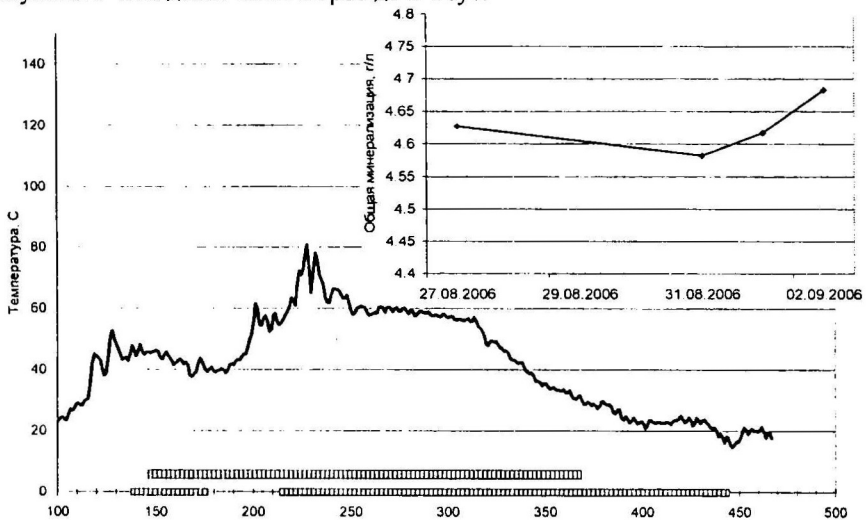


Рис. 9 Распределение температуры по стволу ГС и минерализации жидкости при первом режиме эксплуатации

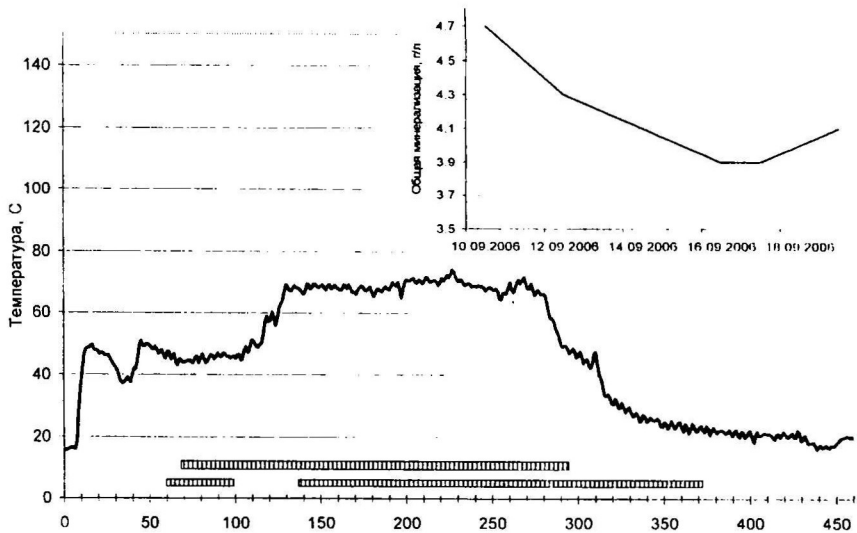


Рис. 10 Распределение температуры по стволу ГС и минерализации жидкости при втором режиме эксплуатации

Однако дальнейшая эксплуатация показала, что температура прогрева межскважинной зоны продолжает уменьшаться, поэтому, после проведенного анализа термограмм и минерализации добываемой воды, нами рекомендован вариант с закачкой пара и добычей жидкости с обоих устьев. При этом объемы закачки пара предложены в следующих пропорциях: со стороны вертикального устья 20 т/сут (36%), со стороны наклонного 35 т/сут (64%), добыча жидкости: со стороны вертикального устья 40 т/сут (38%), со стороны наклонного 65 т/сут (62%). Практика показала, что при реализации этого режима в отличие от отбора жидкости только из наклонного устья (см. рис. 10) обеспечивается равномерный прогрев основной зоны притока битума до 120°C (см. рис. 11).

Минерализация со стороны наклонного устья составила 2,8 г/л, на вертикальном – 5,5 г/л, что соответствует минерализации пластовой воды (рис. 11). Из этого следует, что преимущественный приток СВН происходит со стороны наклонного устья, а подток воды со стороны вертикального.

В результате реализации данных методических положений дебит скважины №232 увеличился до 17 т/сут.

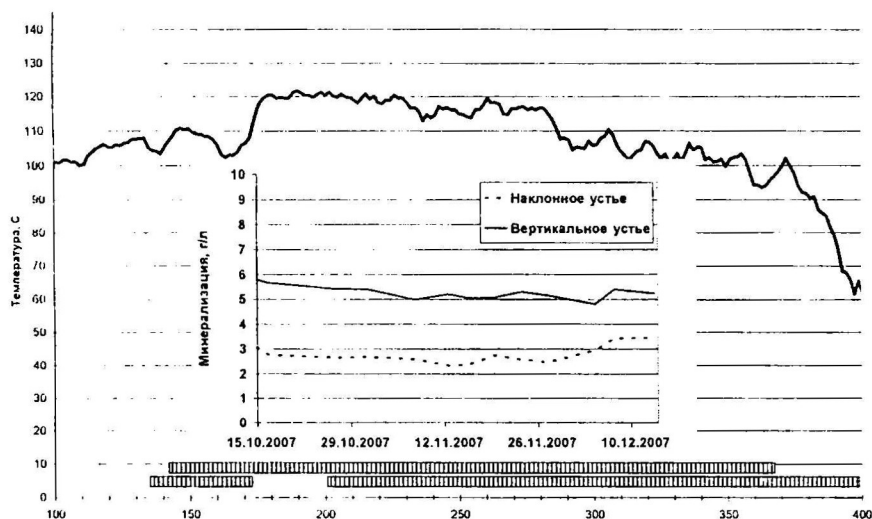


Рис. 11 Распределение температуры по стволу ГС и минерализации жидкости при третьем режиме эксплуатации

Основные характеристики параметров работы пар ГС по состоянию на 15.10.08 г. приведены в таблице 4.

Таблица 4

Характеристика параметров работы пар ГС №230, 231, 232, 233 по состоянию на 15.10.08 г.

Показатели	Значение	
	скважины №232,233	скважины №230,231
Накопленная добыча сверхвязкой нефти, т	9606	6523
Накопленная закачка пара, т	44024	26511
Накопленная добыча жидкости, т	76378	45684
Текущая обводненность по участку, %	88	87
Текущий дебит по сверхвязкой нефти, т/сут	16,7	16,5
Текущий дебит по жидкости, т/сут	140	125
Паронефтяное отношение	4,6	4,1
Текущее паронефтяное отношение	2,9	3,7

На основании проведенных промысловых и лабораторных исследований первой пары скважин рекомендованы оптимальные параметры работы второй пары скважин №230,231. Анализы минерализации и состава добываемой жидкости показали отсутствие активной подошвенной воды и позволили определить режим работы с равномерным отбором жидкости с обоих устьев добывающей ГС при равномерной закачке пара в оба устья паронагнетательной ГС.

Закачка пара с температурой 185°C рекомендована в следующих пропорциях: общая закачка пара 80 т/сут, общая добыча жидкости 140 м³/сут.

Таким образом, проведенные промысловые и лабораторные исследования работы ГС для условий добычи СВН позволили получить статистически значимые зависимости эффективности работы ГС от ее основных геолого-технических параметров. Полученные зависимости легли в основу методики выработки залежей СВН технологией парогравитационного воздействия с помощью двухустьевых ГС.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ и обобщение результатов эксплуатации горизонтальных скважин при выработке трудноизвлекаемых запасов показал, что наибольшей научной и промышленной актуальностью обладают следующие аспекты:

- исследование влияния геолого-технических параметров горизонтальных скважин на эффективность их применения;
- определение эффективных технологических параметров работы горизонтальных скважин при паротепловом воздействии на залежи сверхвязкой нефти.

2. На основании статистической модели для горизонтальных скважин, вскрывших бобриковский горизонт, выявлены основные параметры, влияющие на эффективность их применения: величины пористости, нефтенасыщенности, депрессии, длины горизонтальной части ствола.

3. На основании статистической модели для горизонтальных скважин, вскрывших турнейский ярус, выявлены основные параметры, влияющие на эффективность их применения: величины проницаемости, нефтенасыщенности, депрессии, длины горизонтальной части ствола.

4. Разработан и испытан способ оценки потенциального дебита горизонтальных скважин, основанный на применении нейросетевой системы искусственного интеллекта.

5. На основании статистических зависимостей подтверждаются следующие теоретические закономерности:

- для горизонтальных скважин, вскрывших бобриковский горизонт, дебит по нефти пропорционален длине горизонтальной части ствола, а также величинам пористости, нефтенасыщенности и депрессии на пласт;
- для горизонтальных скважин, вскрывших турнейский ярус, дебит по нефти имеет нелинейную зависимость от длины горизонтальной части ствола, а также пропорционален величинам нефтенасыщенности, проницаемости и депрессии на пласт.

6. Для эффективного применения горизонтальных скважин, вырабатывающих запасы СВН уфимского яруса, предложена и испытана при опытно-промышленных работах методика управления парогравитационным воздействием с использованием двухустьевых горизонтальных скважин, включающая контроль процесса, регулирование закачки пара и отбора жидкости, анализ термограмм и состава добываемой жидкости. С ее применением добыто более 10 000 т СВН из пары горизонтальных скважин №232, 233, и более 7 000 т из пары скважин №230,231.

7. Предложенные в работе технические решения защищены двумя патентами РФ на изобретения.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах

1. Амерханов М.И., Ибатуллин Р.Р., Рахимова Ш.Г., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Фролов А.И. Методы управления парогравитационным воздействием с помощью двухустьевых скважин. // Нефтяное хозяйство. – 2008. - №7. С. 64-65.
2. Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Фролов А.И. Развитие технологии парогравитационного воздействия на пласт на примере залежи тяжелой нефти Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2007. - №7. С. 40-42.

3. Патент РФ №2300632 Класс E21B 47/10 Способ оценки дебита горизонтальной скважины //Амерханов М.И. Ибатуллин Р.Р., Шутов А.А., Рахимова Ш.Г.; Заявл. 06.12.2005, Оpubл. 10.06.2007 Бюл. изобретений №16.
4. Амерханов М.И., Ибатуллин Р.Р., Васильев Э.П., Тюрин В.В. // Анализ технологических факторов, влияющих на продуктивность горизонтальных скважин. – Материалы международной научно-практической конференции "Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений". - Казань: Изд-во "Экоцентр", 1999. С. 391-402.
5. Амерханов М.И., Ибатуллин Р.Р., Васильев Э.П., Тюрин В.В. // Оценка продуктивности горизонтальных скважин в различных геолого-физических условиях. – Сборник научных трудов "Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века". Бугульма: институт "ТатНИПИнефть" ОАО "Татнефть", 2000. С. 23-41.
6. Тахаутдинов Ш.Г., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.Р. Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И. Положительное решение о выдаче патента 22.05.2008 на изобретение №2007102096/03 от 19.01.2007: Способ разработки месторождений тяжелой нефти и/или битума с использованием двухустьевых горизонтальных скважин.
7. Амерханов М.И., Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г. Хисамов Р.С. Фролов А.И. // Увеличение эффективности паротеплового воздействия путем регулирования режимов работы скважин. - Материалы Международной научно-практической конференции "Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов". Казань: Изд-во "Фэн", 2008. С. 47-49.

10—

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»
тел.: (85594) 78-656, 78-565

Подписано в печать 24.10.2008 г.
Заказ №001081024 Тираж 90 экз.